

沖排法油水相對滲透率量測與模擬應用之技術建立

梁閔森、郭政隆、李崇豪、黃德坤、林舜隆、王志文

中油公司探採研究所

摘要

油田採收常利用地層水驅動及注水沖排，作為產油壓力降之補償。瞭解多相流體於油層中之流動行為，有助於採收效率之模擬與計算，且有利於開發計畫之經濟評估。因應未來參與國外油田開發之機會漸增，於實驗室建立多相流相對滲透率之量測與分析方法，為本公司需加緊腳步建立之技術。

針對油水相對滲透率量測與分析之技術，本計畫於實驗室(1)設計與建立岩心沖排試驗系統，進行油水相對滲透率之量測；(2)整合文獻，發展產油歷時反演相對滲透率之計算程式；(3)利用數值模擬程式，進行自動歷史調諧模擬工作，推估相對滲透率。針對上述研究方法，本計畫執行期間應用標準岩心 (Berea砂岩)，與現地岩心 (西非B礦區) 之岩心樣本，以柴油及鹽水作為油水兩相之介質，就上述研究流程進行非穩態岩心油水置換沖排試驗之技術建立。本計畫共完成標準岩心12組及現地岩心66組之孔隙率及滲透率量測，並發展標準岩心及現地岩心孔滲關係式；標準岩心3組及現地岩心15組之毛細壓力，及毛細壓力與岩性關係式；發展數值模擬程式，利用4組岩心油水沖排試驗之觀測結果，進行相對滲透率最佳化演算分析。本計畫除建立岩心油/水相對滲透率量測與分析技術外，更可回饋礦區開發方案所需之工程參數。

一、背景說明

油田採收依照不同階段概略可分為初級、二級及三級採油。在初級採油階段，油層主要驅動力為油田內部壓力。隨採油時間增加，油田內部壓力將逐漸降低，為維持油層驅動力，常使用注水沖排(waterflooding)以補償壓力降，並排掃存在孔隙中的原油往生產井移動，該過程稱為二級採油。使用二級採油不僅具商業開發價值，平均採收率更可從初級採油10%左右提升至30%~35%。考慮未來參與國外油田開發之機會漸增，建立水沖排最關鍵參數—相對滲透率(Relative permeability)之量測與分析，為本公司需加緊腳步建立之技術。

在儲集層含油-氣-水等多相流體的孔隙介質中，相對滲透率扮演著相當重要的角色，主要描述流體在各自不同飽和度下之流動能力。量測相對滲透率的方法基本上可分為穩態法 (Steady-state method) (Geffen et al., 1951; Josendal et al., 1952; Richardson et al., 1952; Rose, 1980; Honarpour and Mahmood, 1988)及非穩態法 (Unsteady-state method) (Buckley and Leverett, 1942; Welge, 1952; Sarma et al., 1994; Zekri and Almehaideb, 2002)，穩態法係注入定比例流量之濕潤相 (Wetting phase) 及非濕潤相 (Non-wetting phase)流體至岩心中，待進出流達平衡時 (岩心內之流體飽和度為定值) 計算岩心流體飽和度及相對滲透率參數；非穩

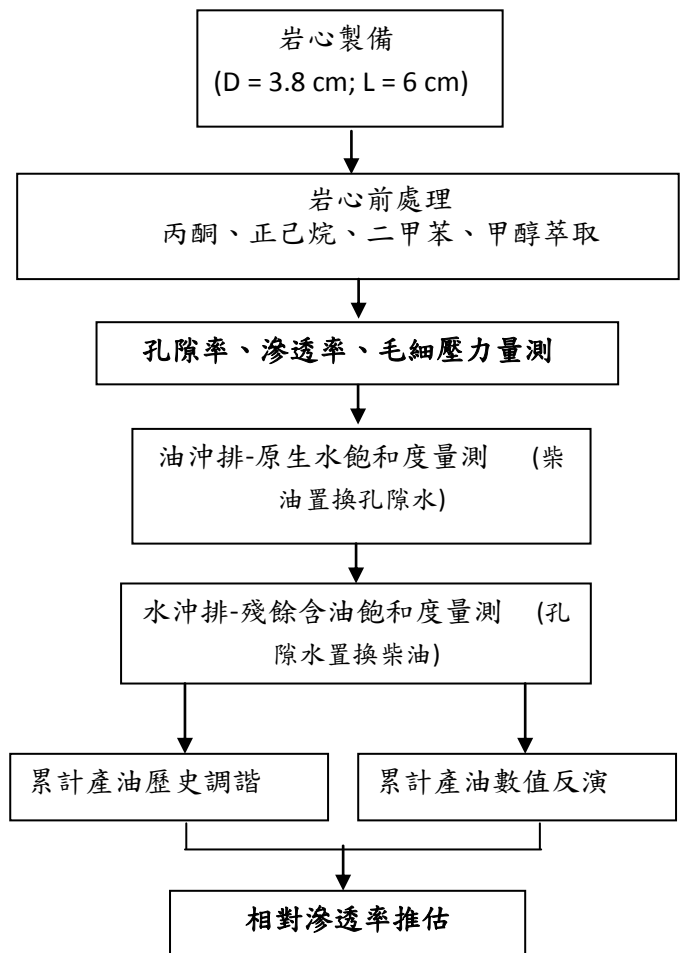
態法則於岩心先預飽和單相流體，再利用另外一相流體以沖排方式(Coreflooding) 置換原孔隙流體，藉以計算相對滲透率。利用穩態法進行相對滲透率量測時，因受毛細壓力之岩心端點效應(End effect) 影響，濕潤相飽和度在出流端較高。通常需以較大的注入流量克服，其試驗達穩定狀態之時間長，在異質性較高的岩層中，甚至可能無法達到穩定狀態。非穩態法主要靠流體之置換(Displacement) 效率推估相對滲透率，因所需時間較短，較常被利用於相對滲透率參數之求取。但因岩心置換過程中屬於變飽和度現象，故分析方法在數學演算部分相當複雜。本計畫針對油/水相對滲透率量測與分析之技術，於實驗室(1) 設計與建立岩心沖排試驗系統，進行非穩態岩心沖排法油/水相對滲透率之量測；(2) 整合文獻，發展生產歷時反演相對滲透率之計算程式；(3) 利用數值模擬程式，進行生產歷史調諧之數值模擬方法，推估相對滲透率。針對上述研究方法，本計畫利用Berea砂岩與西非B礦區岩心作為試驗樣本，並利用柴油及鹽水作為油水兩相介質，進行沖排法相對滲透率量測與分析技術之建立。

二、研究技術說明

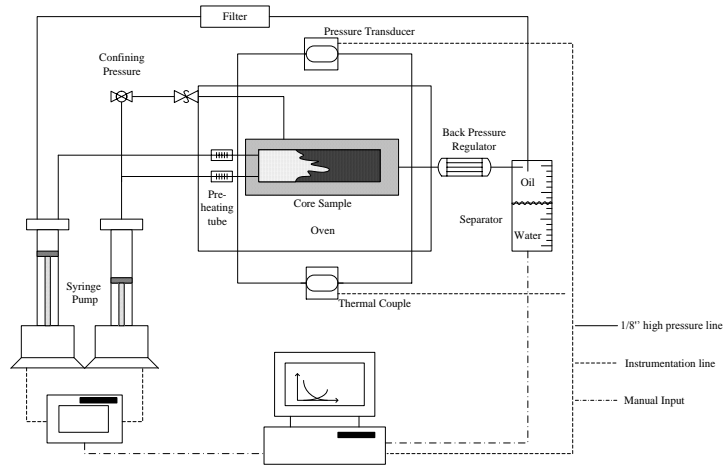
本計畫針對非穩態油/水相對滲透率試驗方法，於實驗室設計與建立岩心沖排試驗系統，進行岩心油/水相對滲透率之量測；並利用程式語言建立生產歷時反演及歷史調諧之數值模擬方法，依試驗結果研擬相對滲透率參數，計畫之研究流程圖如圖一所示。

(一) 試驗系統

本技術岩心沖排試驗系統設計圖如圖二所示，主要分為油水兩相擠注幫浦模組、岩心反應系統模組、壓力與溫度模組、背壓模組、油水計量模組及電腦計算模組。圖二中除電腦計算模組將利用 Fortran 及 MatLab 程式編譯相對滲透率數值計算程式，其餘皆為本技術所進行之硬體設計。



圖一、研究流程圖。



圖二、非穩態法岩心沖排試驗系統之設計圖。

(二)分析程式

考慮岩石及流體為不可壓縮、一維水平沖排方向、不互溶兩相流體(本論文濕潤相為水、非濕潤相為油)置換理論及毛細壓力條件下，系統控制方程式如下所示：

$$\frac{k}{\mu_w} \frac{\partial}{\partial x} \left[k_{rw} \frac{\partial P_w}{\partial x} \right] = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + q_{wi} \quad (1)$$

$$\frac{k}{\mu_{mw}} \frac{\partial}{\partial x} \left[k_{mww} \frac{\partial P_{mw}}{\partial x} \right] = \phi \frac{\partial S_{mw}}{\partial t} + q_{mwi} = -\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + q_{mwi} \quad (2)$$

$$P_c = P_{mw} - P_w = P_{cb} \left(\frac{1}{(S_{pc})^{1/\lambda}} - 1 \right) \quad (3)$$

$$S_w + S_{mw} = 1 \quad (4)$$

其中相對滲透率考慮 Brooks and Corey (1964)數學式如下：

$$k_{rw} = k_{rw}^0 \left(\frac{S_e^{\epsilon_w} + A S_e}{1 + A} \right) \quad (5)$$

$$k_{mww} = k_{mww}^0 \left(\frac{(1 - S_e)^{\epsilon_{mw}} + B(1 - S_e)}{1 + B} \right) \quad (6)$$

$$S_e = \frac{S_w - S_{wmin}}{S_{wmx} - S_{wmin}} \quad (7)$$

結合高斯牛頓最佳化演算法，分項計畫一主要根據程式邏輯(圖三)以 Fortran 程式編譯相對滲透率數值計算程式(RCP)，利用試驗所觀測壓差與孔隙流體回收剖面之觀測值與計算值為目標函數(如方程式(8))，最佳化相對滲透率。

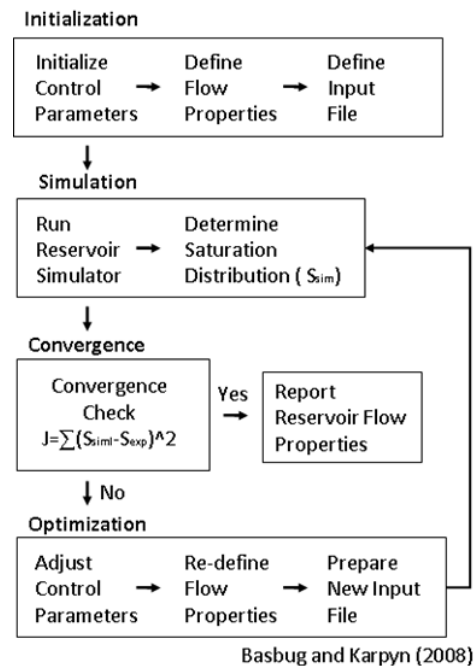
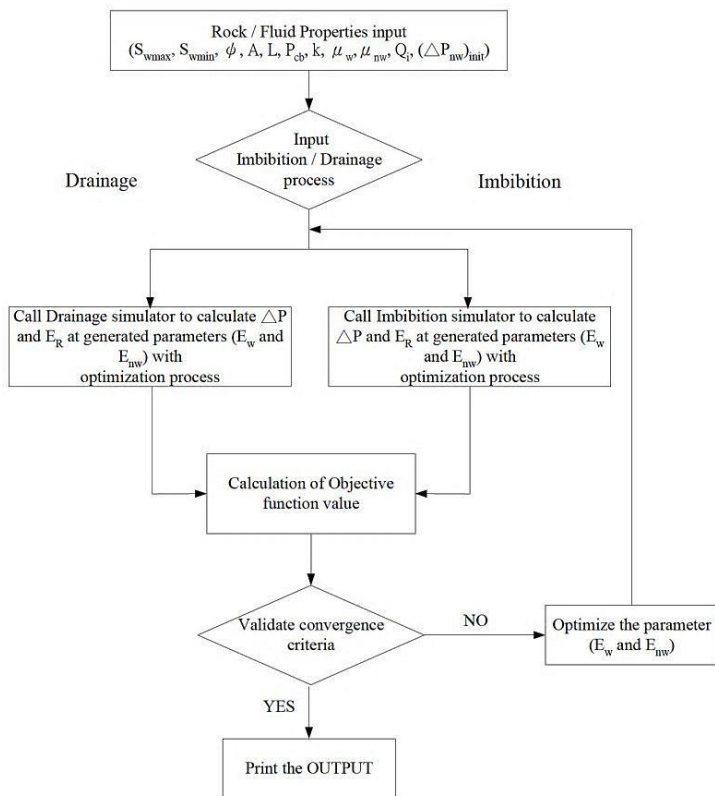
$$\Phi = \sum_{i=1}^{ni} W_{Pi} (\Delta P^{obs} - \Delta P^{cal})^2 + \sum_{j=1}^{nj} W_{Qj} (Q_P^{obs} - Q_P^{cal})^2 \quad (8)$$

另外，分項計畫二則利用 MatLab 程式語言結合內建最佳化演算子程式，LSTRS 法 (large-scale trust-region subproblem)，以 Brooks and Corey、Quadratic B-spline (Salomon, 2006) 及 Cubic B-spline (Li et al., 2010) 數學式演算相對滲透率關係式。該技術主要利用 MatLab 程式語言呼叫 CMG IMEX 商用模擬器進行編輯及執行模擬工作，再以類似自動歷史調諧方法最佳化演算相對滲透率 (圖四)。

三、研究成果

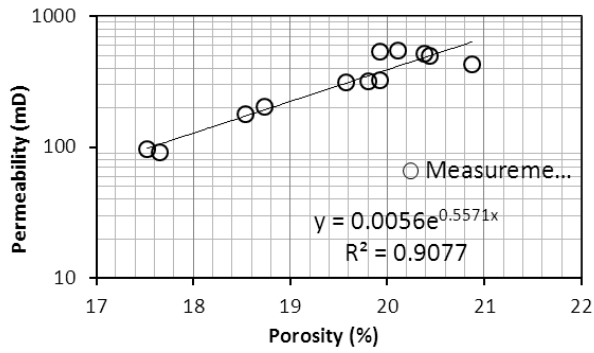
(一) 孔隙率及滲透率量測結果

本計畫採用 CoreLab 公司的岩心自動分析儀 (CMS-300) 進行量測，本儀器圍壓的選擇範圍在 800 至 9,800 psi 之間，在每個圍壓下，可以量測岩心的孔隙體積、孔隙率、克氏 (Klinkenberg) 滲透率、有效氣體滲透率、滑脫係數、 α 和 β 紊流因子。圖五至七分別為標準岩心 (12 組)、西非 B 礦區 B2 井岩心 (55 組) 及 B3 井 (11 組) 所發展之孔隙率及滲透率關係式。

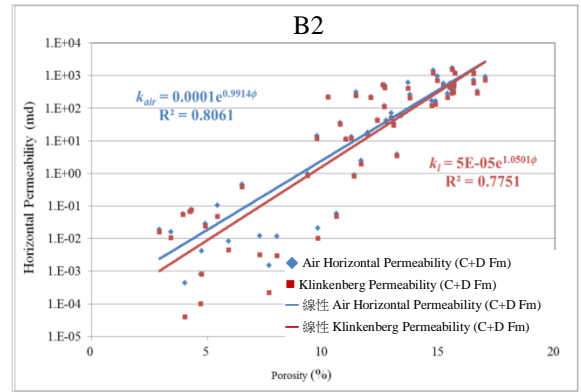


圖三、相對滲透率數值計算程式(RCP)之計算流程圖。

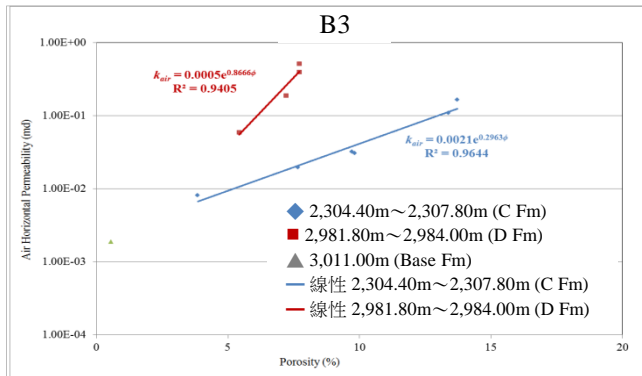
圖四、MatLab 自動歷史調諧方法邏輯示意圖。



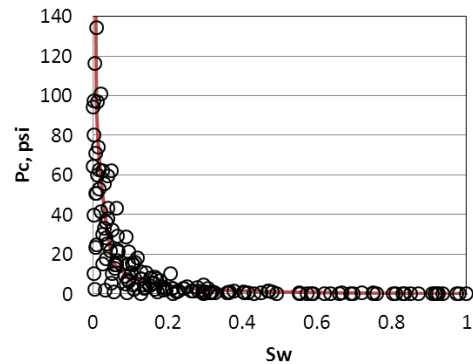
圖五、標準岩心孔隙率及滲透率關係圖。



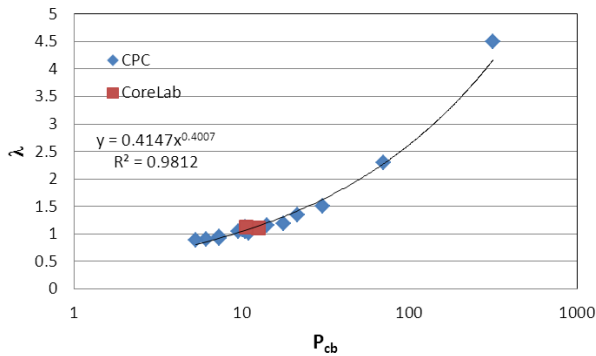
圖六、B2 井岩心岩心孔隙率及滲透率關係圖。



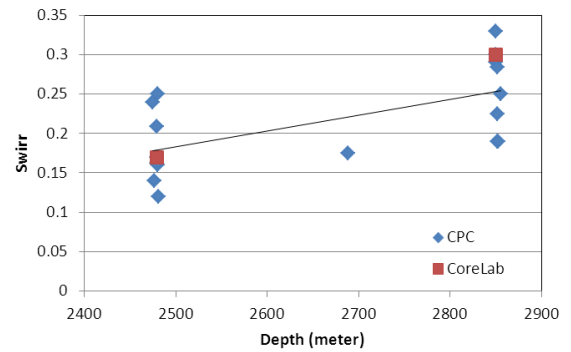
圖七、B3 井岩心岩心孔隙率及滲透率關係圖。



圖八、現地岩心毛細壓力試驗結果與標準曲線。



圖九、現地岩心毛細壓力尺度係數與形狀因子相關性。



圖十、現地岩心不動水飽和度與深度相關性。

(二)毛細壓力量測結果

本計畫採用美國 Beckman 公司之 L8-60M/P 型高速離心機量測毛細壓力，藉由離心旋轉所產生之離心力，即為毛細壓力，將岩心內之水份甩出，並以岩心封套量管收集排出水以換算岩心內之含水飽和度。本計畫完成 B2 井 15 組岩心之毛細壓力，並以方程式 (3) 毛細壓力曲線方程式進行試驗值標準化，並發展毛細壓力與岩性關係式如圖八至圖十。

(三)相對滲透率量測與分析結果

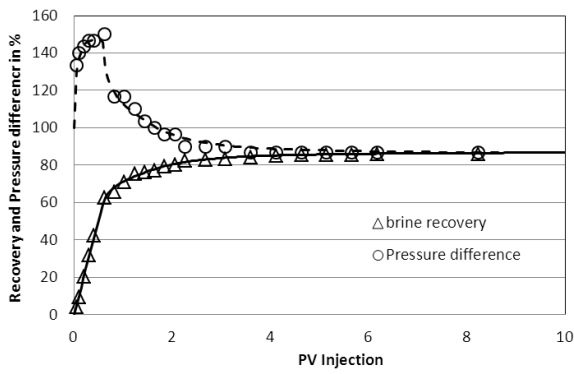
本計畫利用 Fortran 程式語言編譯相對滲透率數值計算程式，及利用 MatLab 程式語言結合 CMG 商用模擬程式，以不同相對滲透率數學表示式最佳化相對滲透率。上述兩項類似自動歷史調諧之最佳化演算方法需要沖排試驗中壓差，及孔隙流體回收剖面之試驗觀測值，配合岩心基本資料如孔隙率、滲透率、不動水飽和度、殘餘油飽和度、流體特性、毛細壓力及注入條件等資訊，便可藉由目標函數(方程式(8))最佳化，進行擬合壓差與孔隙流體回收剖面工作，直至最適相對滲透率產生為止。圖十一及十二為以 100 mD 滲透率等級標準岩心為範例，擬合柴油沖排孔隙鹽水(排退作用)及鹽水沖排孔隙柴油(浸潤作用)試驗下，注入流體壓差與孔隙流體回收剖面之試驗觀測值及模擬計算值最佳化比對結果。圖十三則為相對滲透率計算程式利用 Brooks and Corey 關係式所輸出之相對滲透率曲線，推測毛細作用導致排退作用相較浸潤作用更接近親水之濕潤性。

本計畫亦利用西非 B 礦區 B2 井所採集之岩心，包含 C 層深度 2,479 公尺之代表性砂岩岩心，及 D 層深度 2,850 公尺之代表性砂岩岩心，進行相對滲透率岩心沖排試驗。並各在相同深度附近也同時採樣岩心，運送至馬來西亞 CoreLab 公司同步分析相對滲透率，以作為技術驗證用。

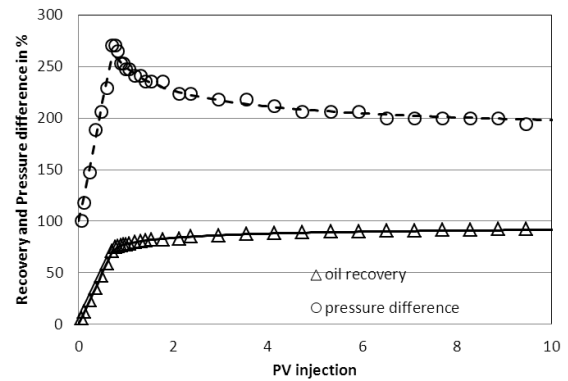
C 層岩心經實驗證實其滲透率為 35.69 mD、孔隙率為 13.5 %、不動水飽和度為 22.34 %及殘餘油飽和度為 14.54 %；CoreLab 所量測之岩心，其滲透率為 31.4 mD、孔隙率為 13.3 %、不動水飽和度為 20.9 %及殘餘油飽和度為 32.4 %，為了可在同一基準進行比對，可將不動水飽和度與殘餘油飽和度進行標準化，使可動孔隙流體飽和度介於 0 至 1 間，便可將試驗結果繪出如圖十四。由圖十四可知 Fortran 程式、MatLab 程式及 CoreLab 分析結果相當接近，除證實本計畫所建立之量測技術可行性高外，因 CoreLab 有施作岩心原始地層濕潤性回復試驗，故證實 C 岩心原有之濕潤特性不會因外在環境變動產生較大的改變。另外，由相對滲透率分析結果，顯示 C 層砂岩為中性濕潤至親水性之岩石，若將來欲進行開發，可利用注水沖排進行增產。

而在 D 層岩心部分，經實驗證實其滲透率為 1.66 mD、孔隙率為 9.5 %、不動水飽和度為 22.37 %及殘餘油飽和度為 25.88 %。根據孔隙率及滲透率資料可知，該岩心為生產特性較不良之砂岩，可預期其試驗過程較不易操作，試驗觀測資料點跳動將較大。但根據 CoreLab 之 D 層岩心基本岩性量測結果，其滲透率為 51.3 mD、孔隙率為 11.1 %、不動水飽和度為 34.5 %及殘餘油飽和度為 36 %，上述參數與本計畫使用岩心差異甚大，研判主要是岩心異質性所導致，可想像相對滲透率量測結果將大不相同。將相對滲透率標準化後之 Fortran 程式、MatLab 程式及 CoreLab 分析結果如圖十五所示，結果顯示濕潤相相對滲透率 CoreLab 分析結果高於本計畫使用岩心甚多，主要原因研判是岩性差異過大；非濕潤相則在低濕潤相飽和度時差異大，而在高濕潤相飽和度時較為接近。根據本計畫與委託試驗量測結果同時顯示，當孔隙率及滲透率低時，岩石給予流體流動空間較小，導致被置換之流體瞬間便失去流動能力；而注入流體因有壓

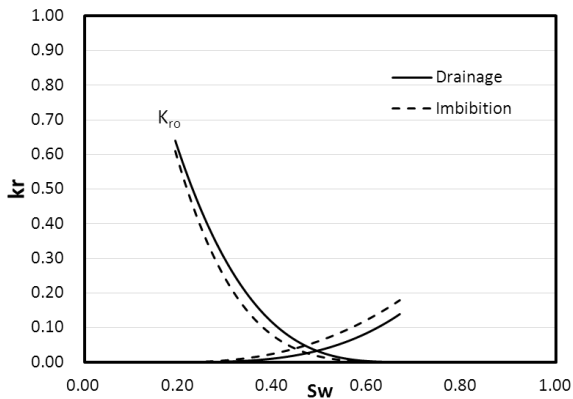
差驅動力，可使流動能力逐漸上升。而相對滲透率與岩性相關性，應該持續累積試驗結果，以驗證其理論



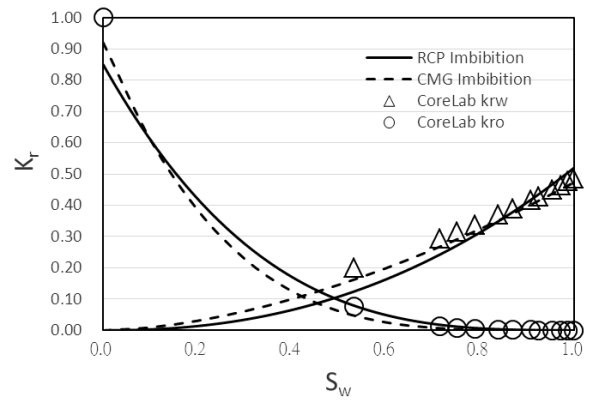
圖十一、標準岩心排退作用試驗值與相對滲透率計算程式之比較。



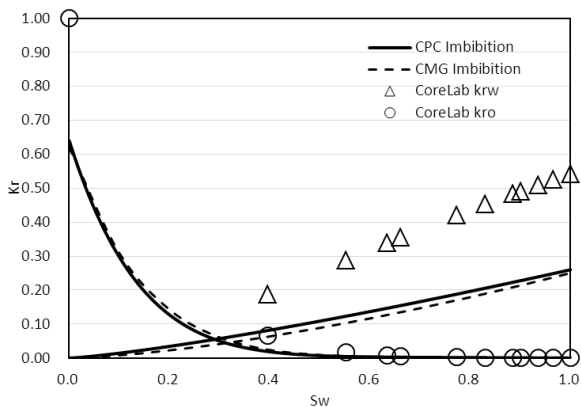
圖十二、標準岩心浸潤作用試驗值與相對滲透率計算程式之比較。



圖十三、標準岩心排退與浸潤作用之相對滲透率曲線。



圖十四、C層岩心相對滲透率試驗結果比較圖。



圖十五、D層岩心相對滲透率試驗結果比較圖。

四、參考文獻

- Brooks, R.H., and Corey, A.T., 1964, Hydraulic properties of porous media: Hydrology Papers,. Colorado State University
- Buckley, S.E. and Leverett, M.C., 1942, “Mechanism of fluid displacement in Sands,”Trans. AIME, Vol. 146, pp. 107-116.
- Geffen, T.M., Owens, W.W., Parrish, D.R., and Morse, R. A., 1951, “Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements,”Trans. AIME, Vol. 192, pp. 99-110.
- Honarpour, M. and Mahmood, S. M., 1988, “Relative-Permeability Measurements: An Overview,”Journal of Petroleum Technology, Today Series, pp. 963-966.
- Josendal, V.A., Sandiford, B.B., and Wilson, J.W., 1952, “Improved Multiphase Flow Studies Employing Radioactive Tracers,”Trans. AIME, Vol. 195, pp. 65-76.
- Li, H., Chen, S., Yang, D. and Tontiwachwuthikul, P., 2010, “Ensemble-Based Relative Permeability Estimation Using B-Spline Model, ” Transport in Porous Media, Vol. 85, No. 3, pp. 703-721.
- Richardson, J.G., Kerver, J.K., Hafford, J.A., and Osoba, J.S., 1952, “Laboratory Determination of Relative Permeability,”Trans. AIME, Vol. 195, pp. 187-196.
- Rose, W., 1980, “Some problems in applying the Hassler relative permeability method,”J. Petroleum Technology, Vol. 32, No. 7, pp. 1161-1163.
- Salomon, D., 2006, “Curves and Surfaces for Computer Graphics,” Springer, Verlag, New York, Inc., New York.
- Sarma, H.K., Maini, B.B., and JHA, K.N., 1994, “An Unsteady-state Technique for Three-phase Relative Permeability Measurements,”The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 33, No. 2, pp. 27-33.
- Welge, H.J., 1952, “A simplified Method for Computing Recovery by Gas or Water Drive,”Trans. AIME, Vol. 4, pp. 91-98.
- Zekri, A.Y. and Almehaideb, R. A., 2002, “Relative Permeability Measurements of Composite Cores, an Experimental Approach,” SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, October, 2002.